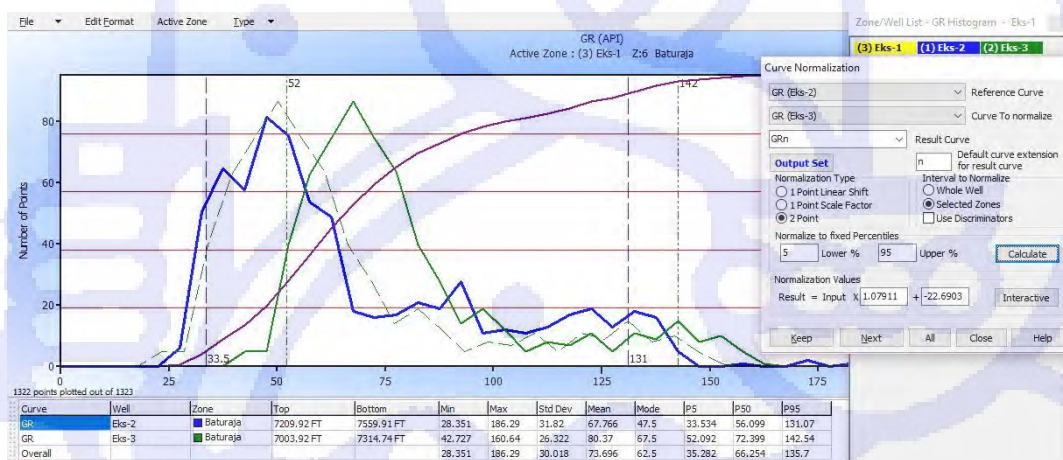


Hal ini kemungkinan dikontrol oleh lingkungan pengendapan. Batugamping pada Sumur Eks-1 berupa *wackestone-packstone*, dan mengandung moluska, miliolid, alga merah, dan pecahan koral yang menunjukkan lebih dekat dengan lingkungan *middle shelf* dan dipengaruhi laguna. Sedangkan batugamping pada Sumur Eks-2 dan Sumur Eks-3 berupa *mudstone*, *wackestone*, *packstone*, dan *grainstone* serta lebih bersifat lempungan yang kemungkinan dekat dengan lingkungan *slope-basin margin carbonate*. Hal ini akan dibahas lebih lanjut pada Bab IV. Selain itu, pada penampang seismik yang menunjukkan Sumur Eks-1 lebih terlihat sebagai *build-up* dibandingkan Sumur Eks-2 dan Eks-3. Oleh karena itu, pengolahan data sinar gamma dibedakan untuk Sumur Eks-1 dengan Sumur Eks-2 dan Eks-3.

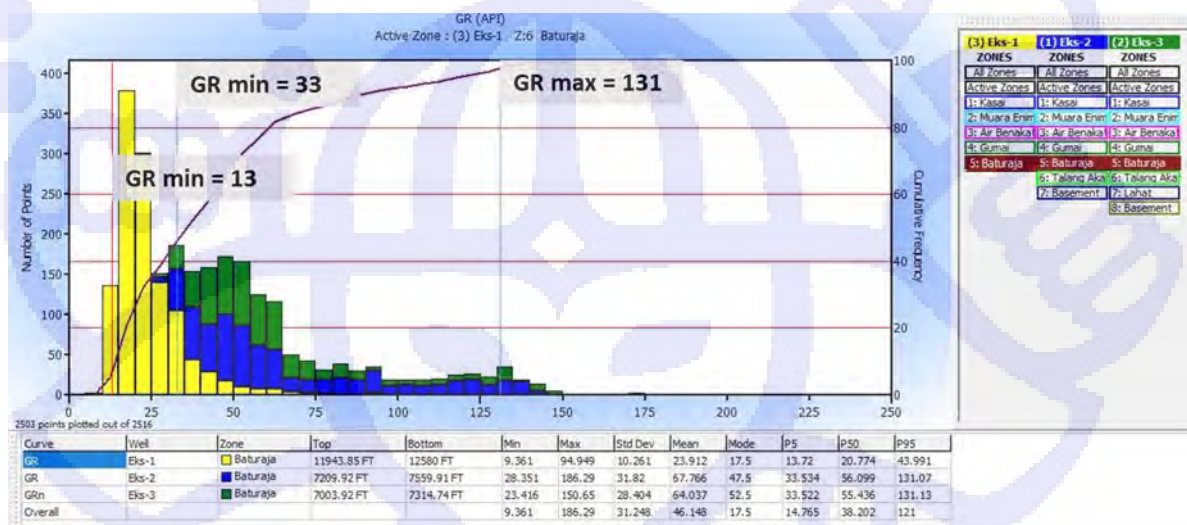
Untuk memperoleh data yang unimodal, maka dilakukan normalisasi. Normalisasi dilakukan untuk mempermudah penentuan nilai sinar gamma maksimum dan minimum. Normalisasi dilakukan pada Sumur Eks-2 dan Eks-3 dengan Sumur Eks-2 sebagai acuan. Hal ini dikarenakan distribusi statistik pada Sumur Eks-2 secara umum lebih mirip dengan nilai keseluruhan dibandingkan dengan Sumur Eks-3 (Gambar III.11).



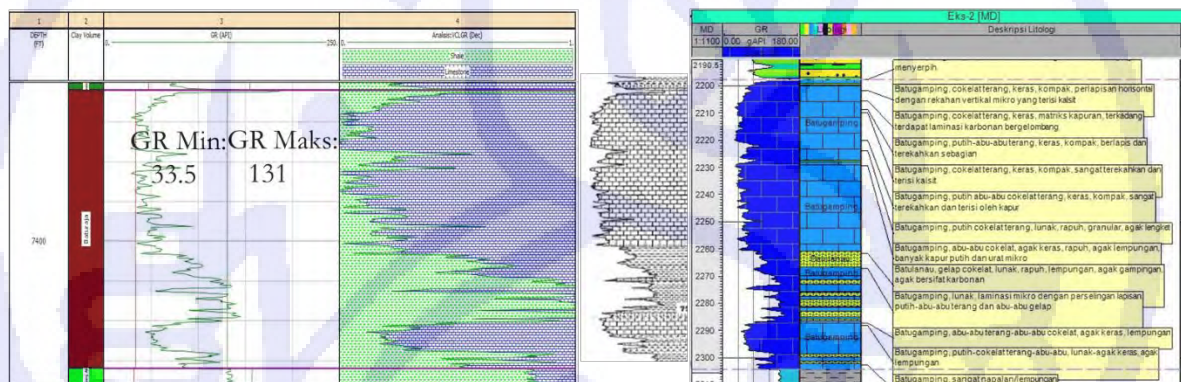
Gambar III.11 Normalisasi sinar gamma.

Berdasarkan hasil histogram setelah normalisasi, diperoleh nilai GR maksimum sebesar 131 API untuk ketiga sumur, sedangkan nilai GR minimum sebesar 33 API untuk Sumur Eks-2 dan Eks-3, dan nilai GR minimum sebesar 13 API untuk Sumur Eks-1 (Gambar III.12). Nilai GR tersebut akan digunakan dalam perhitungan V_{sh} yang divalidasi dengan data sumur (Gambar III.13). Nilai V_{sh} ini akan digunakan untuk menentukan zona reservoir dan non-reservoir dan juga sebagai data masukan untuk perhitungan sumber daya

hidrokarbon di tempat. Hasil perhitungan dan validasi Vsh pada sumur lainnya dapat dilihat pada Lampiran E.



Gambar III.12 Histogram sinar gamma setelah normalisasi.



Gambar III.13 Contoh hasil perhitungan Vsh pada Sumur Eks-2 (kiri) dan validasi Vsh pada Sumur Eks-2 (kanan).

III.4.2 Perhitungan Nilai Porositas

Porositas (PHI) adalah persentase volume pori-pori batuan per volume total batuan. Penentuan porositas dapat dilakukan menggunakan tiga metode, yaitu metode densitas, metode neutron, dan metode sonik. Dari data tes sumur, daerah penelitian diketahui mengandung gas. Metode porositas neutron mengukur konsentrasi hidrogen, dan gas memiliki jumlah hidrogen yang lebih sedikit dibandingkan minyak dan air. Oleh karena itu, jika terisi gas maka nilai dari bacaan log neutron menjadi lebih rendah (*gas effect*). Metode porositas sonik akan memiliki nilai log yang lebih tinggi bila membaca hidrokarbon. Hal ini dikarenakan waktu tempuhnya bertambah bila ada hidrokarbon (*hydrocarbon effect*).

Berbeda halnya dengan metode porositas densitas yang relatif tidak terlalu terpengaruh oleh kehadiran hidrokarbon. Oleh karena itu, perhitungan porositas pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode porositas densitas dengan persamaan sebagai berikut:

$$\emptyset \text{ densitas(PHIT)} = \frac{(\rho \text{ matriks} - \rho \text{ log})}{(\rho \text{ matriks} - \rho \text{ fluida})} \text{ (Crain, 1976).} \quad (\text{III.4})$$

Keterangan:

\emptyset densitas (PHIT): porositas densitas (dari perhitungan densitas),

ρ matriks: densitas matriks (batugamping= 2,71 gr/cm³),

ρ log: densitas bacaan dari log,

ρ fluida: densitas bacaan dari fluida (air= 1 gr/cm³).

Perhitungan porositas ini dilakukan dengan analisis multisumur. Nilai porositas yang didapatkan dari hasil perhitungan tidak dapat divalidasi dengan data porositas dari hasil laboratorium pada batuan inti sampling. Hal ini dikarenakan sistem pengambilan sampel berupa sistem tembak, bukan *rotary*, sehingga nilai porositas dari hasil tes batuan inti sampling menjadi lebih besar dari seharusnya.

Perhitungan porositas akan menghasilkan porositas total (PHIT). Porositas total merupakan rasio antara volume total pori-pori dengan volume batuan, sedangkan porositas efektif (PHIE) merupakan porositas total dikurangi oleh *clay bond water* (CBW). *Clay bound water* merupakan air yang terperangkap di dalam mineral lempung sehingga tidak dapat bergerak. Porositas yang digunakan merupakan porositas total dengan asumsi pada batuan karbonat presentase volume serpih sedikit. Perhitungan porositas total dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\text{PHIT} = \text{PHIE} + (\text{Vsh} \times \text{PHIT_SH}) \text{ (Crain, 1976).} \quad (\text{III.5})$$

Keterangan:

PHIT: porositas total,

PHIE: porositas efektif,

Vsh: volume serpih,

PHIT_SH: porositas total serpih.

Untuk memperoleh porositas serpih (PhitSh), digunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{PHIT_SH} = \frac{\rho \text{ DSH} - \rho \text{ SH}}{\rho \text{ DSH} - \rho \text{ W}} \text{ (Crain, 1976).} \quad (\text{III.6})$$

Keterangan:

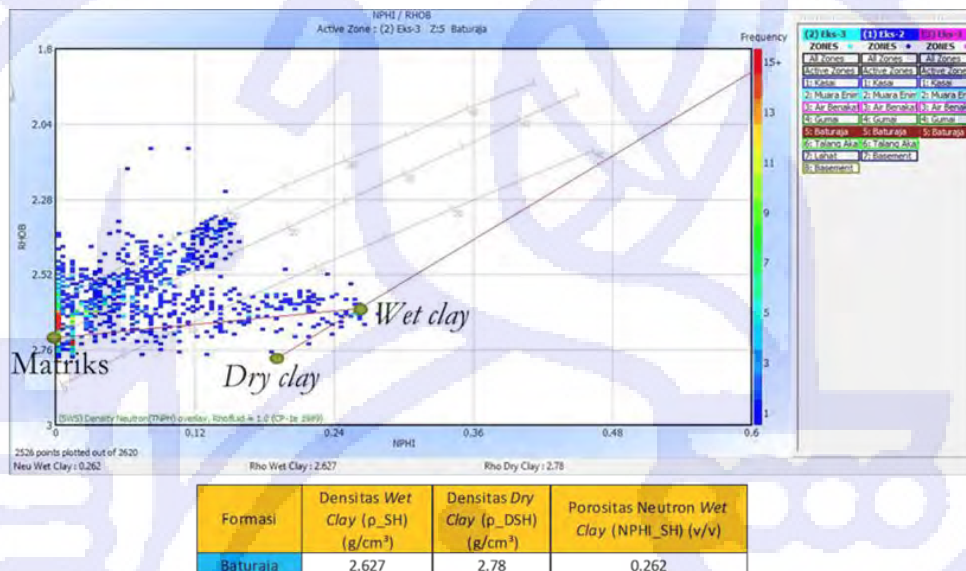
ρ DSH: densitas *dry shale* (gr/cm³),

ρ SH: densitas *wet shale* (gr/cm³),

ρ W: densitas air ($\rho_{air} = 1$ gr/cm³),

PHIT_SH: porositas total serpih.

Untuk mengetahui nilai densitas *dry* dan *wet clay* dilakukan plot silang antara densitas terhadap porositas neutron (Gambar III.14) dengan input densitas matriks dari Sumur Eks-1 dengan nilai 2,72 gr/cm³ (Tabel III.4). Batuan *non-porous* akan memiliki nilai porositas neutron sama dengan nol dan nilai densitas akan sama dengan matriksnya, sedangkan titik air dapat ditentukan jika persentase pori di dalam batuan adalah 100% dan air mengisi pori 100%. Pada titik tersebut nilai densitas akan sama dengan nilai densitas air.

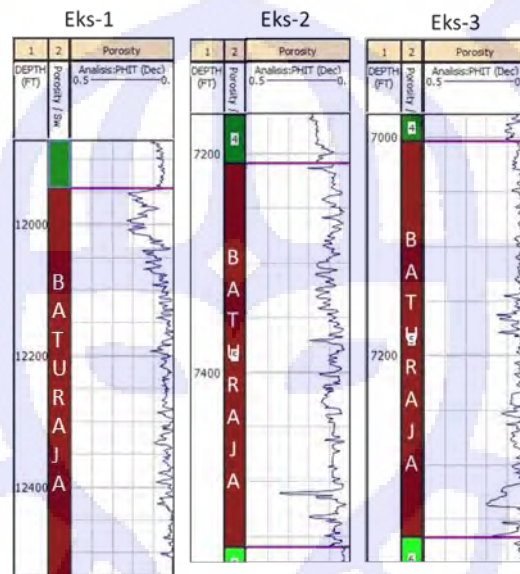


Gambar III.14 Plot silang antara densitas terhadap porositas neutron.

Tabel III.4 Nilai rata-rata densitas pada Formasi Baturaja di Sumur Eks-1.

Eks-1	
Kedalaman (m)	Densitas (gr/cm ³)
3665.8296	2.71
3700.5768	2.71
3722.2176	2.7
3723.4368	2.74
3734.4096	2.7
3739.2864	2.73
3744.7728	2.71
3755.136	2.71
3758.7936	2.74
3772.8144	2.76
Rata-rata	2.721

Gambar III.15 menunjukkan hasil perhitungan porositas dengan menggunakan metode densitas dari ketiga sumur di daerah penelitian.



Gambar III.15 Hasil perhitungan porositas pada ketiga sumur di daerah penelitian.

III.4.3 Perhitungan Nilai Saturasi Air

Nilai saturasi air dapat ditentukan melalui dua tahapan, pertama adalah penentuan resistivitas air formasi (R_w) dan kedua adalah perhitungan nilai saturasi air (S_w). Penentuan Nilai saturasi air (S_w) dapat dihitung dengan berbagai macam metode, di antaranya adalah Metode Archie, Metode Simandoux, dan Metode Indonesia. Menurut Crain (1976), Metode Archie dapat digunakan untuk menghitung saturasi air pada reservoir *clean sand* dan karbonat. Persamaan yang digunakan dalam Metode Archie adalah sebagai berikut:

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (\text{Crain, 1976}). \quad (\text{III.7})$$

Keterangan:

n: Eksponen saturasi,

a: Faktor turtoisitas,

m: Eksponen sementasi,

ϕ : porositas,

R_w : Resistivitas air formasi,

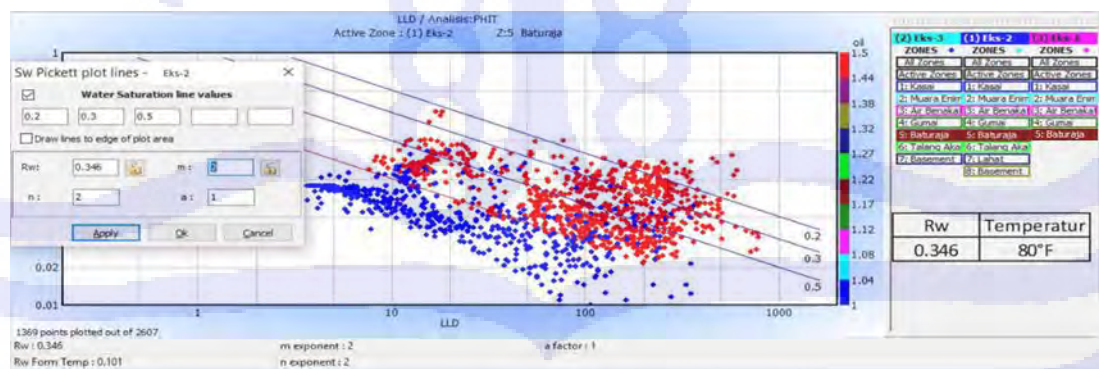
R_t : True Resistivity.

Perhitungan nilai saturasi air membutuhkan parameter resistivitas air (R_w) dan porositas. Selain itu, juga dibutuhkan faktor-faktor formasi seperti faktor turtoisitas (a), eksponen sementasi (m), dan eksponen saturasi (n). Perhitungan saturasi air tidak dapat dilakukan pada sumur Eks-1. Hal ini dikarenakan tidak terdapatnya log resistivitas di Formasi Baturaja pada sumur Eks-1. Nilai faktor turtoisitas (a), eksponen sementasi (m), dan eksponen saturasi (n) diperoleh dengan cara pendekatan dari persamaan Humble dan Tixier (Tabel III.5).

Tabel III.5 Penentuan nilai a dan m melalui pendekatan persamaan Humble dan Tixier (Lyons, 1996).

Faktor	Batugamping	Batupasir	
		Porositas > 16 % (Humble)	Porositas < 16% (Tixier)
Turtoisitas (a)	1	0.62	0.81
Sementasi (m)	2	2.15	2

Resistivitas air formasi (R_w) merupakan salah satu parameter yang harus ditentukan karena merupakan masukan dalam perhitungan saturasi air. Terdapat berbagai macam metode dalam penentuan R_w , yaitu metode rasio, metode R_{wa} , metode Self-Potensial (SP), metode Pickett Plot, dan metode Formation Water Test. Pada analisis ini, akan dilakukan perhitungan R_w dengan metode Pickett Plot. Metode Pickett Plot merupakan metode yang didasari bahwa *true resistivity* (R_t) merupakan fungsi dari porositas (ϕ), saturasi air (S_w), dan faktor sementasi (m). Metode ini dilakukan dengan cara membuat plot silang antara nilai *deep resistivity* (LLD) dan nilai porositas total (PHIT) (Gambar III.16).



Gambar III.16 Penentuan nilai resistivitas air (R_w) menggunakan metode Pickett Plot.

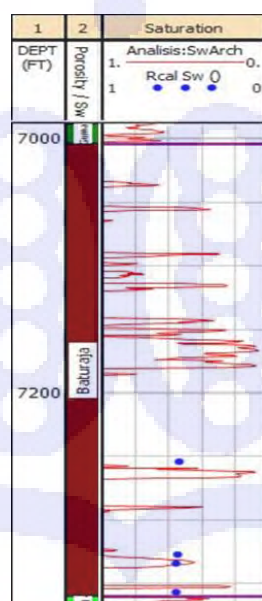
Penentuan garis $Sw=100\%$ dilakukan dengan cara menandai interval-interval dari data tes sumur yang menunjukkan keterdapatan hidrokarbon (warna merah) dan interval-interval yang menunjukkan keterdapatan air (warna biru). Garis $Sw=100\%$ kemudian diletakkan pada posisi dengan titik-titik yang menandakan hidrokarbon berada di sebelah kanan garis $Sw=100\%$ sedangkan titik-titik yang menandakan air berada di sebelah kiri garis $Sw=100\%$.

Nilai R_w hasil Pickett Plot yang diperoleh adalah 0,346 ohm.m pada 80°F . Nilai ini kemudian divalidasi dengan nilai R_w dari data tes sumur pada formasi baturaja yang tidak mengandung hidrokarbon. R_w dari data tes pada Sumur Eks-2 bernilai 0,368 ohm.m pada 80°F (Tabel III.6).

Tabel III.6 Validasi nilai R_w pada Sumur Eks-2.

Nilai R_w Sumur Eks-2	
Hasil Picket Plot	0.346 @ 80°F
Tes Sumur	0.368 @ 80°F

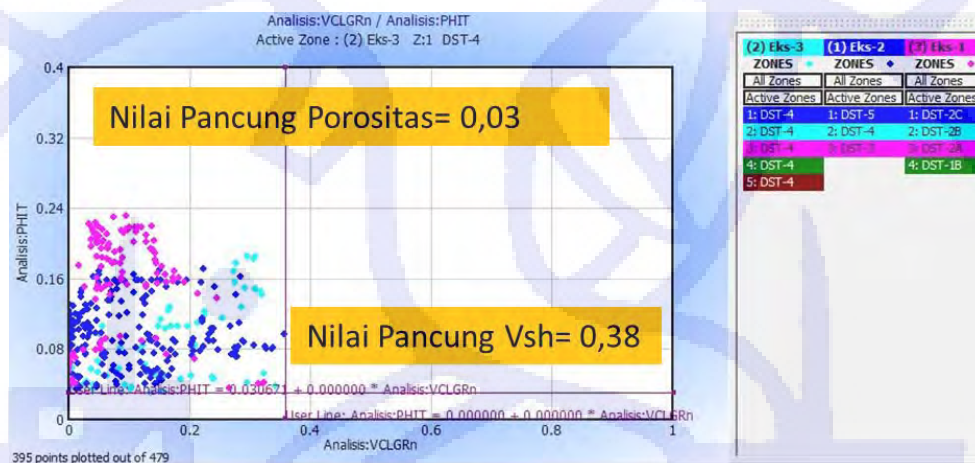
Nilai R_w hasil Pickett Plot dan data tes sumur menunjukkan hasil yang sangat mirip, sehingga metode Pickett Plot dapat terkonfirmasi dengan baik. Selanjutnya nilai R_w yang telah diperoleh dimasukkan ke persamaan Archie untuk menghitung nilai saturasi air dan divalidasi dengan hasil laboratorium. Gambar III.17 menunjukkan hasil analisis log tali kawat dan hasil laboratorium. Hasil perhitungan Sw pada Sumur Eks-2 dapat dilihat pada Lampiran E.



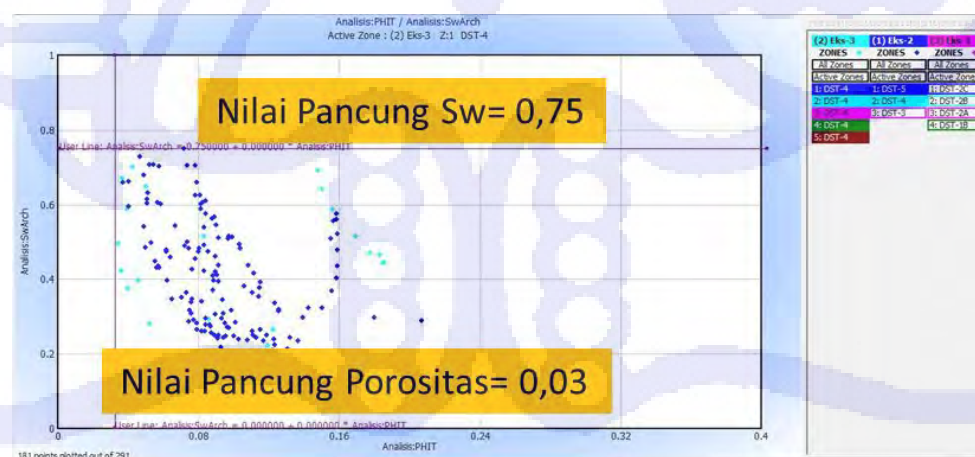
Gambar III.17 Validasi nilai Sw pada Sumur Eks-3.

III.4.4 Nilai Pancung

Analisis nilai pancung (*cutoff*) ini dilakukan untuk memisahkan antara zona reservoir dengan zona non-reservoir dan zona *pay* dengan zona *non pay*, yang selanjutnya digunakan untuk mendeduksi nilai petrofisik pada prospek yang telah teridentifikasi. Analisis ini dilakukan pada interval yang memiliki data tes sumur dan terbukti mengalir (Lampiran F). Setelah itu, dilakukan plot silang dari ketiga properti yang telah dianalisis sebelumnya, yaitu antara porositas terhadap volume serpih (Gambar III.18), saturasi air terhadap porositas (Gambar III.19), dan volume serpih terhadap saturasi air (Gambar III.20). Dari hasil plot ketiga properti tersebut didapatkan nilai pancung untuk $V_{sh} \leq 0,38$, porositas $\geq 0,03$, dan $S_w \leq 0,75$.



Gambar III.18 Plot silang antara porositas total terhadap volume serpih.



Gambar III.19 Plot silang antara saturasi air terhadap porositas total.



Gambar III.20 Plot silang antara volume serpih terhadap saturasi air.

III.4.5 Ikhtisar Zona Reservoir dan Pay

Setelah ditentukan nilai pancung, selanjutnya ditentukan zona reservoir dan *pay* pada setiap sumur. Zona reservoir pada daerah penelitian adalah zona yang memiliki nilai porositas $\geq 0,03$ dan volume serpih $\leq 0,38$. Sedangkan zona *pay* merupakan zona ekonomis pada suatu lapangan minyak dan gas yang pada daerah penelitian memiliki nilai porositas $\geq 0,03$, volume serpih $\leq 0,38$, dan saturasi air $\leq 0,75$. Setelah zona reservoir dan *pay* ditentukan, dibuat ringkasan dari NTG (*Net to Gross*), porositas, dan Sw pada zona-zona tersebut yang akan digunakan dalam perhitungan simulasi Monte Carlo pada Bab V (Tabel III.7). NTG merupakan hasil bagi dari *net* dengan *gross*. *Net* merupakan ketebalan zona reservoir pada interval penelitian (Formasi Baturaja), sedangkan *gross* merupakan ketebalan seluruh interval penelitian (Formasi Baturaja).

Tabel III.7 Ringkasan zona reservoir dan zona *pay*.

Ringkasan Reservoir												
Porositas $\geq 0,03$, Vsh $\leq 0,38$												
Sumur	Formasi	Puncak (kaki) MD	Dasar (kaki) MD	Gross (kaki) MD	Net (kaki) MD	NTG (fraksi)	Porositas (fraksi)			Sw (fraksi)		
							P5	P50	P95	P5	P50	P95
Eks-1	Baturaja	11944	12540	596	379,25	0,636	0,032	0,058	0,194	-	-	-
Eks-2	Baturaja	7208	7558	350	228	0,65	0,04	0,087	0,162	0,098	0,498	0,899
Eks-3	Baturaja	7004	7366	362	213,5	0,59	0,031	0,045	0,13	0,216	0,492	0,93
			Rata-rata	436	273,58	0,63	0,032	0,06	0,17	0,157	0,495	0,915

Ringkasan Pay												
Porositas $\geq 0,03$, Vsh $\leq 0,38$, Sw $\leq 0,75$												
Sumur	Formasi	Puncak (kaki) MD	Dasar (kaki) MD	Gross (kaki) MD	Net pay (kaki) MD	NTG (fraksi)	Porositas (fraksi)			Sw (fraksi)		
							P5	P50	P95	P5	P50	P95
Eks-1	Baturaja	11944	12540	596	-	-	-	-	-	-	-	-
Eks-2	Baturaja	7208	7558	350	155,5	0,444	0,056	0,096	0,165	0,214	0,435	0,685
Eks-3	Baturaja	7004	7366	362	62	0,171	0,033	0,058	0,177	0,086	0,348	0,68
			Rata-rata	436	108,75	0,3075	0,402	0,077	0,169	0,163	0,419	0,685